

## Сравнительный анализ вариантов развития нефтеперерабатывающих предприятий по показателю технологического уровня

Б. П. Туманян, Н. Н. Петрухина  
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина

*Приведена последовательность расчета показателя технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия. Обсуждается возможность и целесообразность сравнительного анализа предприятий и вариантов их модернизации по показателю технологического уровня, отражающему выход и качество компонентов топлив и качество перерабатываемого сырья. Показана объективность представленного метода при оценке вариантов и этапов модернизации предприятий.*

**Ключевые слова:** эффективность переработки нефти, технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия, глубина переработки, индекс Нельсона, модернизация, качество сырья.

В ближайшие несколько лет, в связи с необходимостью соблюдения требований Технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», актуальность мероприятий по модернизации российских нефтеперерабатывающих предприятий не вызывает сомнения. Данные мероприятия будут направлены, в первую очередь, на улучшение качества моторных топлив и повышение их доли в суммарном балансе производимых нефтепродуктов. Выпуск продукции, отвечающей требованиям классов 4 и 5 указанного Технического регламента, потребует внедрения новых и реконструкции существующих мощностей гидроочистки, гидродеароматизации, изомеризации, алкилирования и т. д. Причем реконструкция подразумевает не только повышение производительности технологических установок, но и замену катализаторов, корректировку режимных параметров работы, в частности, повышение давления и кратности циркуляции водородсодержащего газа на установках гидроочистки.

В связи с вышеизложенным, определенный интерес представляет сопоставление вариантов модернизации нефтеперерабатывающих предприятий с целью выбора наиболее эффективного, обеспечивающего получение требуемого ассортимента высококачественной продукции из поступающего на переработку сырья. Также актуально сравнение действующих предприятий, направленное на выявление возможности их дальнейшего эффективного развития. Очевидно, сравнительный анализ предприятий нефтепереработки целесообразно осуществлять по

показателям, отражающим достигнутые технологические результаты (выход и качество товарной продукции, возможность производства продукции, отвечающей требованиям государственных стандартов) и исходные условия работы (качество перерабатываемого сырья) [1, 2]. Именно в этом случае будет обеспечена корректная оценка технологического уровня предприятия.

Для оценки и сравнения отдельных нефтеперерабатывающих предприятий или нефтеперерабатывающих отраслей разных регионов мира используются показатели «глубина переработки нефти» [3], «выход светлых нефтепродуктов», «доля вторичных процессов» [4], «коэффициент сложности» [5, 6]. Как отмечено в работе [7], ни один из перечисленных показателей не лишен недостатков. Так, показатели «глубина переработки нефти» и «выход светлых нефтепродуктов» не характеризуют качество получаемых продуктов, а также качество поступающего на переработку нефтяного сырья, в частности, содержание в нем светлых фракций.

Рейтинг сложности НПЗ, вычисляемый по известным индексам Нельсона отдельных технологических процессов, представляет собой сугубо экономическую оценку стоимости сооружения предприятия и никак не отражает его технологический уровень. Следует также отметить, что индексы Нельсона технологических процессов, на наш взгляд, недопустимо усреднены. Так, например, индекс Нельсона установки изомеризации бензиновой фракции равен 15 независимо от варианта осуществления этого процесса (без рециркуляции, с рециркуляцией гексанов, пентана, с деизопентанизацией сырья) и типа катализатора (алюмоплатиновый

хлорированный, цеолитсодержащий, оксидный). Как известно, все перечисленные факторы определяют капитальные затраты на сооружение установки изомеризации и октановое число изомеризата. Можно привести пример и установки гидроочистки, индекс Нельсона которой равен 2 и не является функцией содержания серы в сырье и гидрогенизате. Иными словами, гидроочистка дизельной фракции может осуществляться до остаточного содержания серы 500 или 10 ppm, однако индекс Нельсона в обоих случаях будет одинаковым. Таким образом, невозможно судить о технологическом уровне предприятия, исходя из рейтинга сложности, так как его назначение — сопоставление НПЗ по размеру инвестиций, необходимых для строительства. Очевидно, стоимость сооружения технологической установки никак не может отражать ее роль в получении высококачественных продуктов с высоким выходом.

Показатель «доля вторичных процессов», с одной стороны, характеризует наличие в поточной схеме деструктивных и облагораживающих процессов, направленных на эффективное использование нефтяного сырья. С другой стороны, этот показатель не учитывает качество продукции отдельных технологических стадий, например, содержание серы в керосиновой фракции после гидроочистки, а также режим работы установок, в частности, для гидрокрекинга — «легкий», при среднем и высоком давлении.

Как уже было отмечено, для того, чтобы охарактеризовать технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия, необходимо учесть выход и качество основной выпускаемой продукции (топлив и масел) и качество перерабатываемого сырья. В работе [7] нами введено понятие показателя технологического уровня НПЗ и описан принцип его расчета. При вычислении этого показателя используются данные о компонентах топлив (изомеризат, реформат, дизельная фракция гидрокрекинга и т. д.) и прямогонных топливных фракциях. При рассмотрении НПЗ топливного профиля рассчитывают показатели, характеризующие выход и качество базовых компонентов топлив, и аналогичный показатель для прямогонных топливных фракций. Отношение этих показателей представляет собой технологический уровень НПЗ ( $K_{\text{НПЗ}}$ ). Очевидно, чем больше предприятие производит высококачественных компонентов топлив и чем меньше содержание в нефти топливных фракций, тем  $K_{\text{НПЗ}}$  выше. Таким образом, исключается завышенная оценка при вычислении глубины переработки для предприятий, работающих по

неглубокой схеме, но перерабатывающих нефть и газовые конденсаты с высоким содержанием светлых. Также, в отличие от рейтинга сложности, учитывается качество выпускаемой продукции и перерабатываемого сырья. Следует отметить, что принятие в расчет качества сырья имеет большое значение, поскольку переработка сернистых нефтей с невысоким содержанием светлых фракций сопряжена с большими затратами на получение заданного ассортимента качественной продукции.

Последовательность расчета показателя технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия изложена в работе [7]. Здесь, с целью лучшего понимания сущности данного показателя, приводятся основные стадии его расчета для НПЗ топливного профиля.

1. Исходя из поточной схемы предприятия и сводного материального баланса, определяют выход (в % мас. на нефть) основных базовых компонентов топлив (реформат, алкилат, гидроочищенная дизельная фракция и др.) и прямогонных бензиновой, керосиновой и дизельной фракций, получаемых на установке атмосферной дистилляции.

2. Вычисляют единичные показатели качества указанных компонентов и фракций по формулам:

$$K_{\text{еди}} = R_i / R_{\text{эт}}; \quad (1)$$

$$K_{\text{еди}} = R_{\text{эт}} / R_i, \quad K_{\text{еди}} = 1 \text{ при } R_i = R_{\text{эт}}, \quad (2)$$

где  $K_{\text{еди}}$  — единичный показатель качества;  $R_i$  и  $R_{\text{эт}}$  — значение  $i$ -й характеристики соответственно данного компонента и эталона. В качестве эталона для бензина и дизельного топлива принимаются требования к характеристикам данного нефтепродукта, предусмотренные классом 5 Технического регламента, а для реактивных топлив — требования к топливам для летательных аппаратов с дозвуковой скоростью полета. Формула (1) применяется в том случае, когда увеличение  $i$ -й характеристики продукта ведет к улучшению качества. К таким характеристикам относятся, например, октановое и цетановое числа. При этом  $K_{\text{еди}}$  может быть больше единицы, поскольку улучшение свойства ведет к улучшению качества продукта. Для расчета таких единичных показателей качества, как содержание серы, ароматических, непредельных углеводородов и т. д. применяется формула (2). В этом случае  $K_{\text{еди}} = 1$  при  $R_i < R_{\text{эт}}$ , так как при значении характеристики ниже эталонного значения качество продукта соответствует требованиям нормативного документа.

3. Рассчитывают комплексные показатели качества компонентов топлива и прямогонных фракций:

$$K_{\text{ком}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n K_{\text{ед}i},$$

где  $n$  — число рассматриваемых показателей качества.

При расчете комплексного показателя качества автомобильного бензина учитывают октановое число по исследовательскому и моторному методам, содержание непредельных углеводородов, % об., объемную долю ароматических углеводородов, объемную долю бензола, содержание серы, % мас. Для дизельного топлива учитывают цетановое число, содержание серы и массовую долю полициклических ароматических углеводородов. Для реактивного топлива учитывают температуру начала кристаллизации, высоту некопящего пламени, объемную долю ароматических углеводородов и содержание серы. Комплексные показатели качества базовых компонентов топлив целесообразно рассчитывать индивидуально для каждого нефтеперерабатывающего предприятия, не вводя некоторых усредненных коэффициентов для отдельных компонентов топлив. Такое усреднение не позволит учесть различие характеристик компонентов топлив, обусловленное свойствами сырья, применяемыми катализаторами, технологическими параметрами и т. д.

4. Для всех базовых компонентов топлив вычисляют произведение их выхода  $Y_i$  (в % мас. на нефть) и комплексного показателя качества:

$$K_i = Y_i K_{\text{ком}i}.$$

5. Технологический уровень нефтеперерабатывающего предприятия топливного профиля может быть вычислен отношение суммы коэффициентов  $K_i$  всех получаемых на данном предприятии базовых компонентов топлив к сумме этих же коэффициентов для прямогонных фракций:

$$K_{\text{НПЗ}} = \frac{\sum Y_i K_{\text{ком}i}}{\sum Y_{i\text{АТ}} K_{\text{ком}i\text{АТ}}}.$$

Повышение технологического уровня нефтеперерабатывающего предприятия достигается при модернизации, направленной на:

- увеличение выхода базовых компонентов топлив в результате внедрения деструктивных процессов;
- улучшение качества топлив при освоении мощностей облагораживающих процессов;
- переход к переработке сырья низкого

качества при неизменном выходе и качестве получаемой продукции.

Для сопоставления разных вариантов модернизации блока установок для производства одного вида нефтепродуктов целесообразно сравнивать не  $K_{\text{НПЗ}}$ , а итоговые коэффициенты для конкретных видов топлив (бензин, дизельное, реактивное). Например, для бензина:

$$K_{\text{бенз}} = \frac{\sum Y_i K_{\text{ком}i}}{Y_{\text{АТ}}^{\text{бенз}} K_{\text{ком}i\text{АТ}}^{\text{бенз}}}, \quad (3)$$

где  $K_{\text{бенз}}$  — итоговый коэффициент для бензина;  $Y_i$  — выходы (% мас. на нефть) отдельных компонентов бензина;  $Y_{\text{АТ}}^{\text{бенз}}$  — выход бензиновой фракции на установке атмосферной дистилляции;  $K_{\text{ком}i\text{АТ}}^{\text{бенз}}$  — комплексный показатель качества этой фракции.

Таким образом,  $K_{\text{бенз}}$  можно охарактеризовать как значимость всех процессов для получения компонентов бензина в формировании бензинового фонда, по отношению к случаю, когда на НПЗ имеется лишь одна установка атмосферной дистилляции, не позволяющая достигнуть высоких выходов и качества товарного бензина. Очевидно, переработка легких нефтей и газовых конденсатов сопряжена с меньшими затратами, чем тяжелых сернистых нефтей, что находит отражение в более низких итоговых коэффициентах для топлив и показателе технологического уровня в целом.

Далее, в целях выявления возможности использования  $K_{\text{НПЗ}}$  для оценки вариантов модернизации нефтеперерабатывающего предприятия, рассматривали 9 последовательных стадий развития НПЗ топливного профиля. Для каждой стадии рассчитывали основные показатели эффективности переработки нефти, а также выход и характеристики товарных моторных топлив. Поточные схемы вариантов последовательной модернизации (очередей развития) нефтеперерабатывающего предприятия приведены на рис. 1–8. В целях упрощения на схемах показаны лишь основные технологические установки, а вспомогательные установки (производства серы, водорода) опущены. В табл. 1 представлены показатели эффективности переработки нефтяного сырья на этих стадиях. В вариантах 1–8 сырьем предприятия является западносибирская малосернистая нефть, некоторые характеристики которой приведены ниже [8]:

плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	844,4
содержание серы, % мас.	0,59

содержание фракции н.к.–350°С	54,33
октановое число фракции н.к.–180°С	
по ИМ	58
по ММ	57
содержание серы, % мас., во фракции	
н.к.–180°С	0,05
180–350°С	0,31
цетановое число фракции 180–350°С	50

*Вариант 1.* Рассмотрение стадий развития нефтеперерабатывающего предприятия начнем с рис. 1. Очевидно, это предприятие представляет собой лишь одну установку атмосферной дистилляции, и, как указано в работе [9], считаться нефтеперерабатывающим заводом не может и должно носить название «нефтеперегонная установка». Ввиду отсутствия процессов, направленных на повышение выхода или качества топливных дистиллятов, показатель технологического уровня такого предприятия равен минимальному значению, т. е. 1.

*Вариант 2.* Первая стадия модернизации предприятия включала сооружение установок гидроочистки бензиновой и дизельной фракций, а также каталитического реформинга фракции 70–180°С (рис. 2). Из таблицы видно, в результате такой модернизации рейтинг сложности технологического уровня остался почти без изменения, что обусловлено недопустимо высоким содержанием ароматических углеводородов, в частности бензола, в товарном бензине, а также высоким содержанием серы в товарном дизельном топливе (500 ppm). Очевидно, такая продукция не соответствует современным требованиям, поэтому такой вариант модернизации предприятия не может считаться эффективным, что и отражает показатель технологического уровня.

*Вариант 3.* На следующей стадии развития предприятия (рис. 3) с целью повышения октанового числа легкой бензиновой фракции была введена в эксплуатацию установка изомеризации, работающая по схеме без рециркуляции на алюмоплатиновом хлорированном катализаторе. В результате показатель технологического уровня немного увеличился, однако высокое

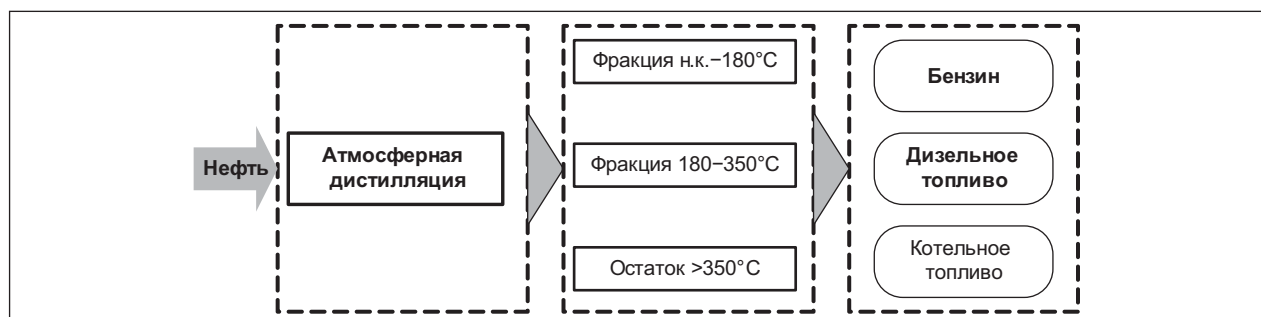


Рис. 1. Вариант 1 развития нефтеперерабатывающего предприятия

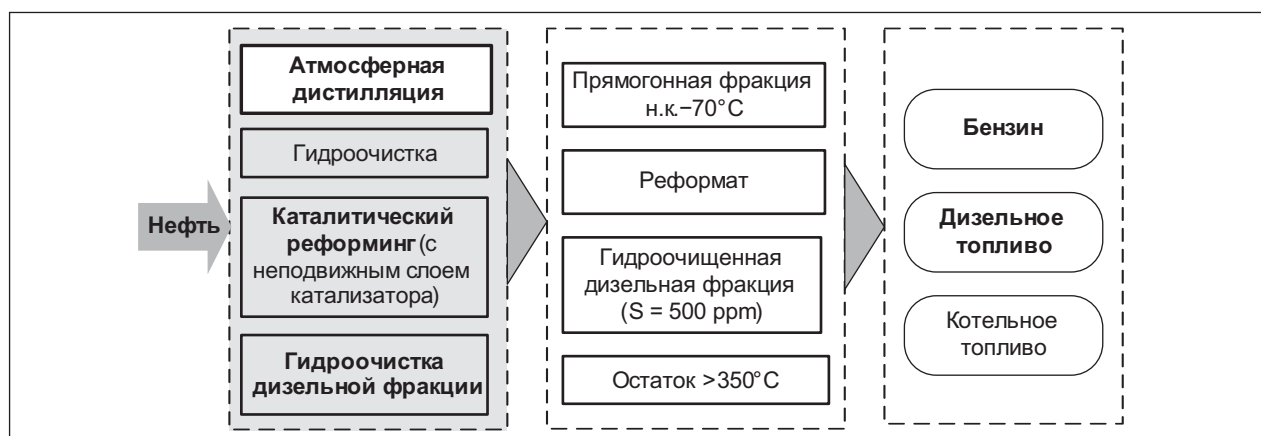


Рис. 2. Вариант 2 развития нефтеперерабатывающего предприятия

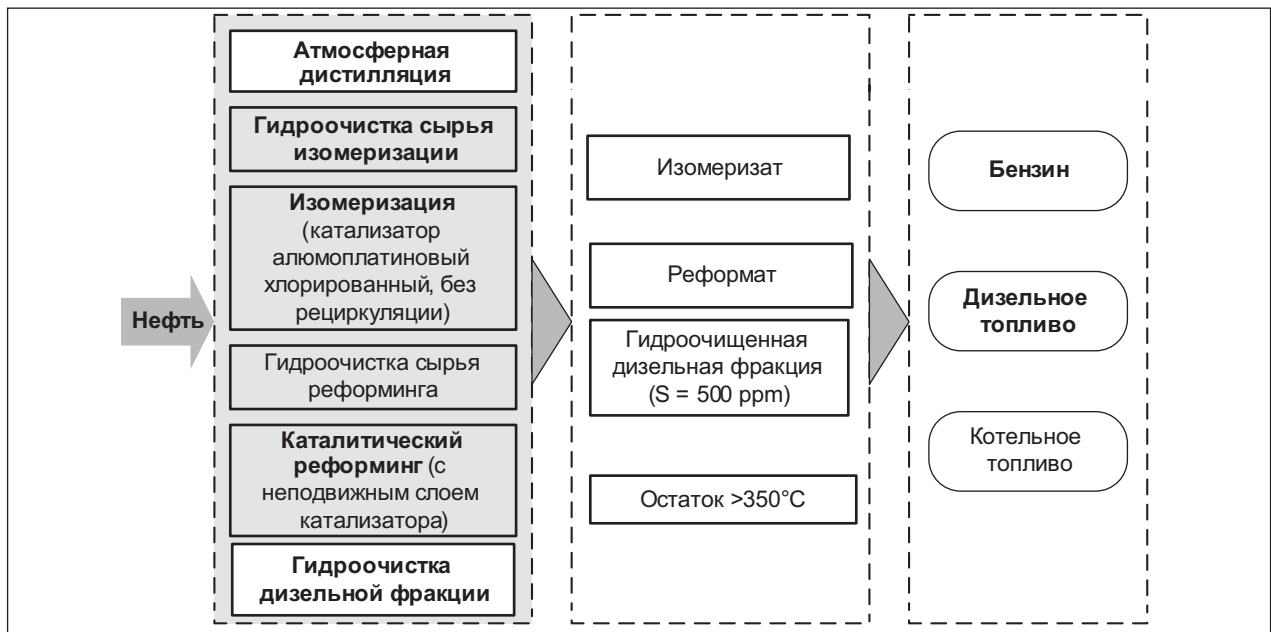


Рис. 3. Вариант 3 развития нефтеперерабатывающего предприятия

содержание в реформате ароматических углеводородов, в частности бензола, преобладание в бензиновом фонде реформата и высокое содержание серы в дизельном топливе не позволяют достигнуть высокого технологического уровня предприятия.

*Вариант 4.* Дальнейшие мероприятия по совершенствованию выпуска товарной продукции заключались в модернизации установки изомеризации с добавлением деизогексанизатора, в результате чего октановое число изомеризата повысилось на 5 пунктов, а также в реконструкции установки гидроочистки, направленной

на увеличение глубины обессеривания, что позволило получать дизельное топливо с содержанием серы 50 ppm (рис. 4). Улучшение качества базовых компонентов топлив привело к увеличению показателя технологического уровня с 1,015 до 1,065. Важно отметить, что, поскольку новые технологические мощности в эксплуатацию не вводились, рейтинг сложности НПЗ не изменился, хотя качество продукции, несомненно, улучшилось. Очевидно, глубина переработки также осталась неизменной, что еще раз свидетельствует о недостаточно объективной сравнительной оценке нефтепера-

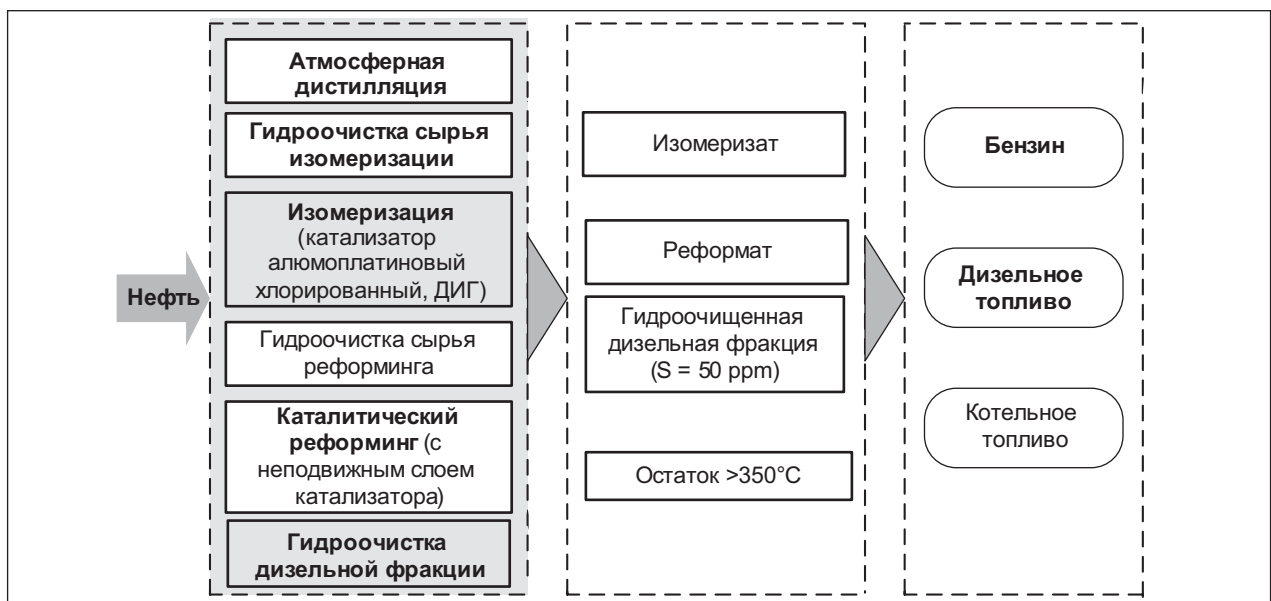


Рис. 4. Вариант 4 развития нефтеперерабатывающего предприятия

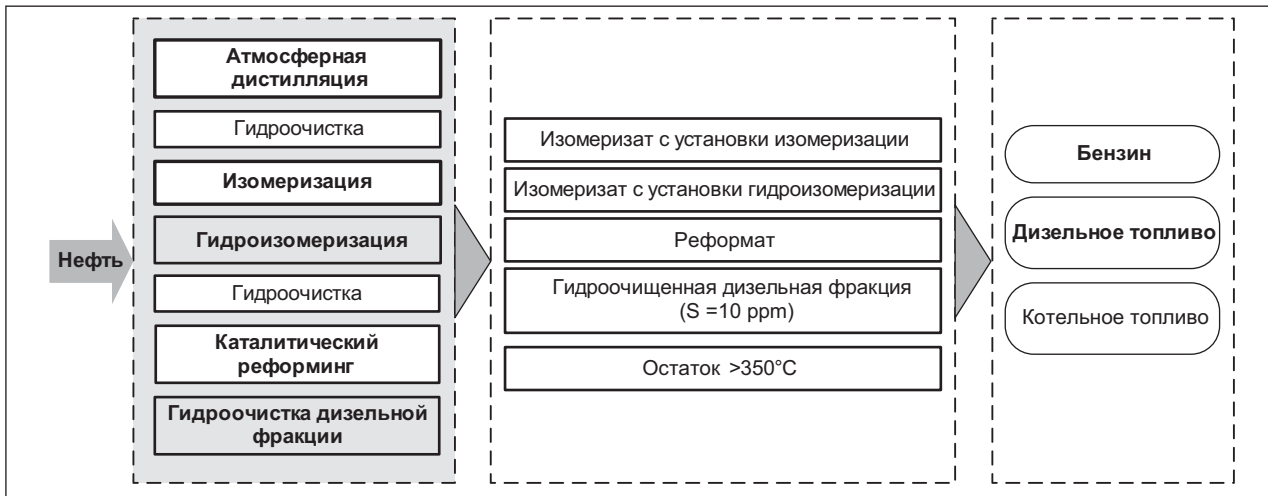


Рис. 5. Вариант 5 развития нефтеперерабатывающего предприятия

батывающих предприятий с учетом только этих двух показателей.

*Вариант 5.* На следующем этапе развития предприятия (рис. 5) снижение содержания бензола в товарном бензине было достигнуто введением в эксплуатацию установки гидроизомеризации легкого реформата. Также была проведена дальнейшая модернизация установки гидроочистки со снижением содержания серы в гидрогенизате до 10 ppm. Получение относи-

тельно большого количества высокооктановых неароматических, не содержащих серу компонентов бензина (изомеризат, фракция гидроизомеризации) и дизельного топлива с ультранизким содержанием серы обуславливает увеличение показателя технологического уровня до 1,321.

*Вариант 6.* Все рассмотренные стадии развития предприятия были связаны с последовательным улучшением качества топлив, при неизменном их выходе, поэтому последующие

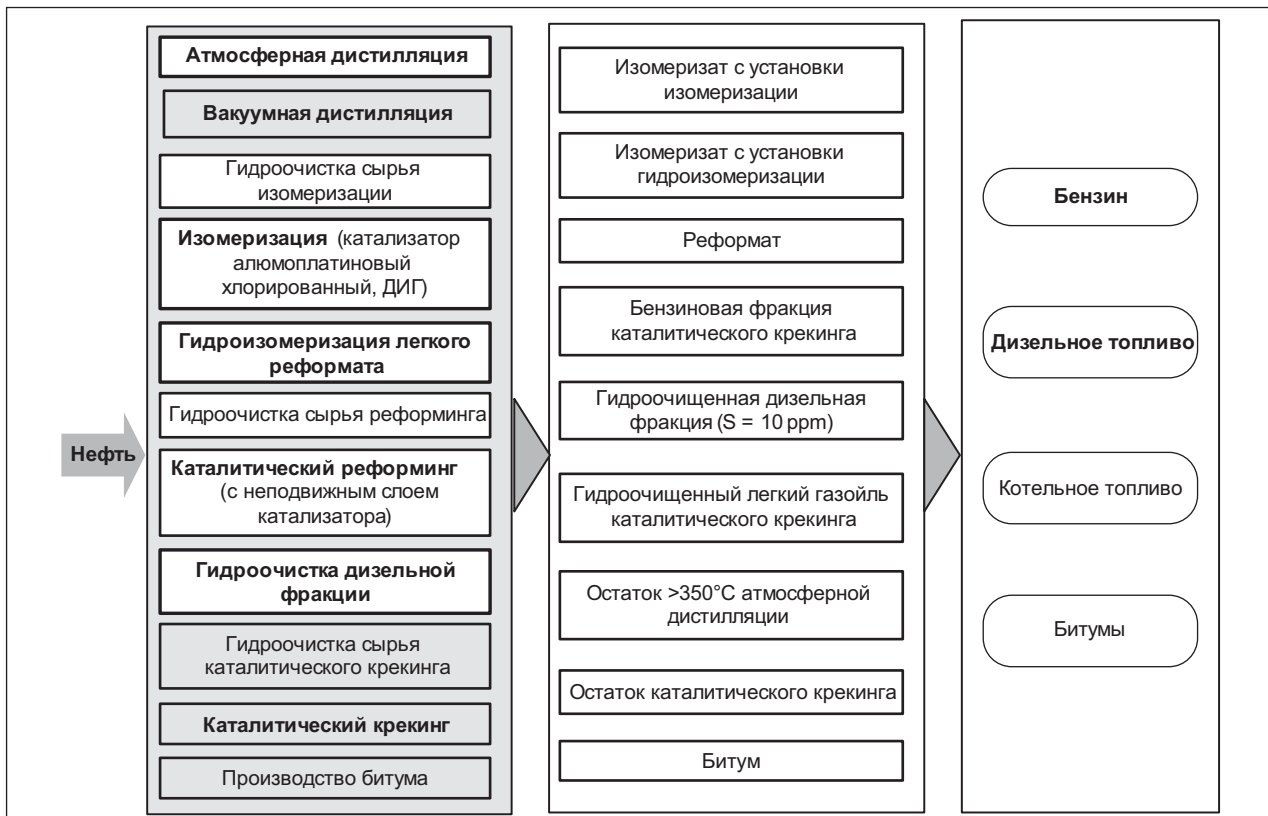


Рис. 6. Вариант 6 развития нефтеперерабатывающего предприятия

мероприятия по реконструкции НПЗ были направлены на увеличение выхода светлых дистиллятов. В эксплуатацию были введены установки вакуумной дистилляции, гидроочистки вакуумного газойля, каталитического крекинга и производства битума (рис. 6). Причем на вакуумную дистилляцию направляли лишь 50% мазута. Остальное количество использовали для получения котельного топлива компаундированием с тяжелым газойлем каталитического крекинга. Легкий газойль каталитического крекинга после гидроочистки использовался как компонент товарного дизельного топлива. Данные мероприятия обусловили увеличение показателя технологического уровня до 1,554, так как суммарный выход качественных компонентов моторных топлив превысил содержание топливных фракций в перерабатываемой нефти.

**Вариант 7.** На следующем этапе (рис. 7) для более эффективного использования нефтяного сырья была увеличена в 2 раза производительность блока вакуумной дистилляции, гудрон с которого направляли на установку висбрекинга. Для подготовки сырья каталитического крекинга

и получения дополнительного количества светлых дистиллятов была введена установка гидрокрекинга, что обеспечило уменьшение содержания серы в бензиновой фракции и легком газойле каталитического крекинга. В результате проведенных мероприятий выход котельного топлива уменьшился, а топливных дистиллятов — увеличился, что выразилось в повышении показателя технологического уровня НПЗ до 1,856.

**Вариант 8.** На данном этапе модернизации предприятия (рис. 8) в эксплуатацию были введены установки получения высокооктановых компонентов бензина из непредельных газов каталитического крекинга: сернокислотное алкилирование, производство МТБЭ и димеризация пропилена. Получение дополнительных высокооктановых неароматических компонентов бензина обеспечило повышение показателя технологического уровня НПЗ до 1,879. Из таблицы видно, что глубина переработки нефти при этом не изменилась.

**Вариант 9.** Все описанные этапы развития предприятия были связаны с вводом в эксплуатацию новых технологических мощностей или ре-

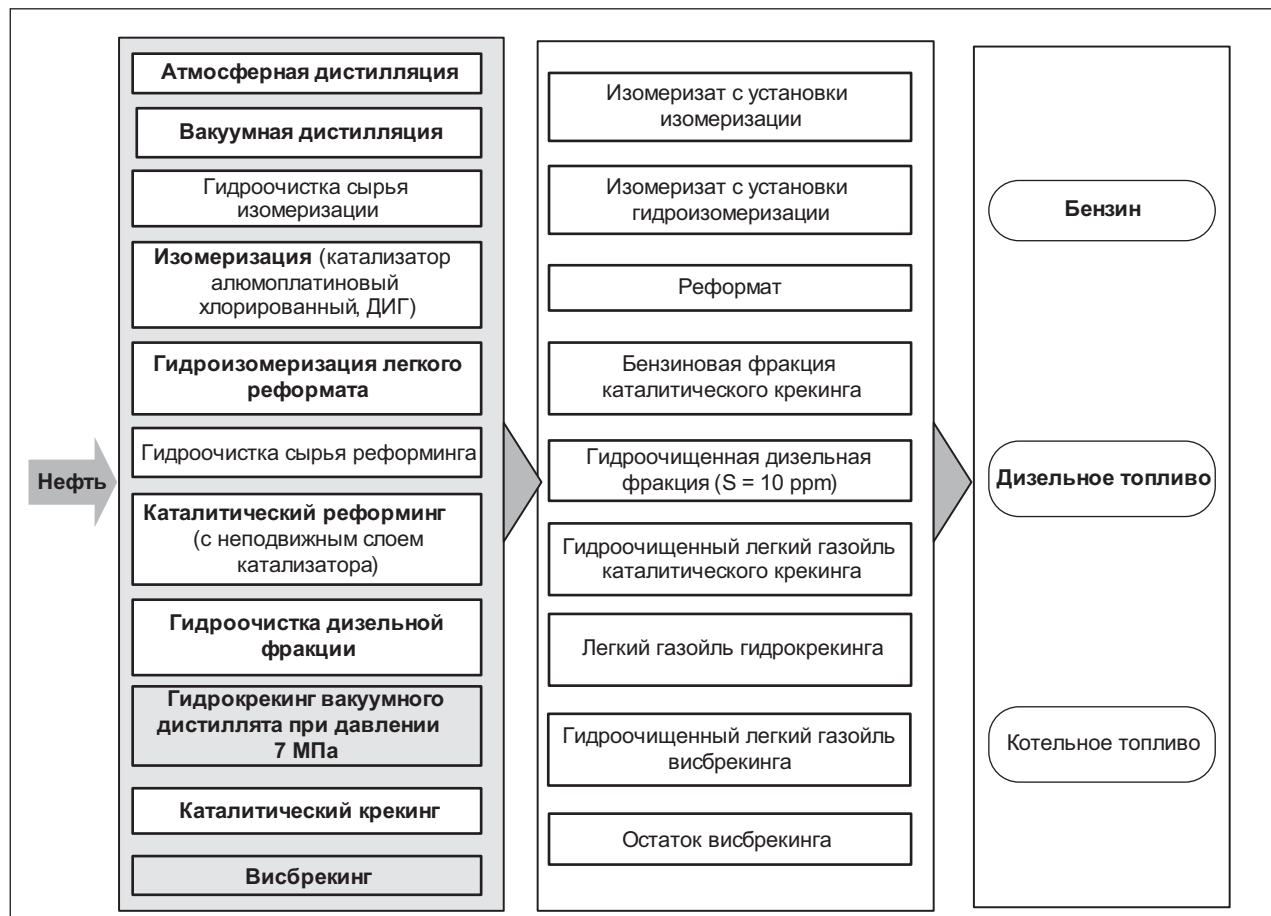


Рис. 7. Вариант 7 развития нефтеперерабатывающего предприятия

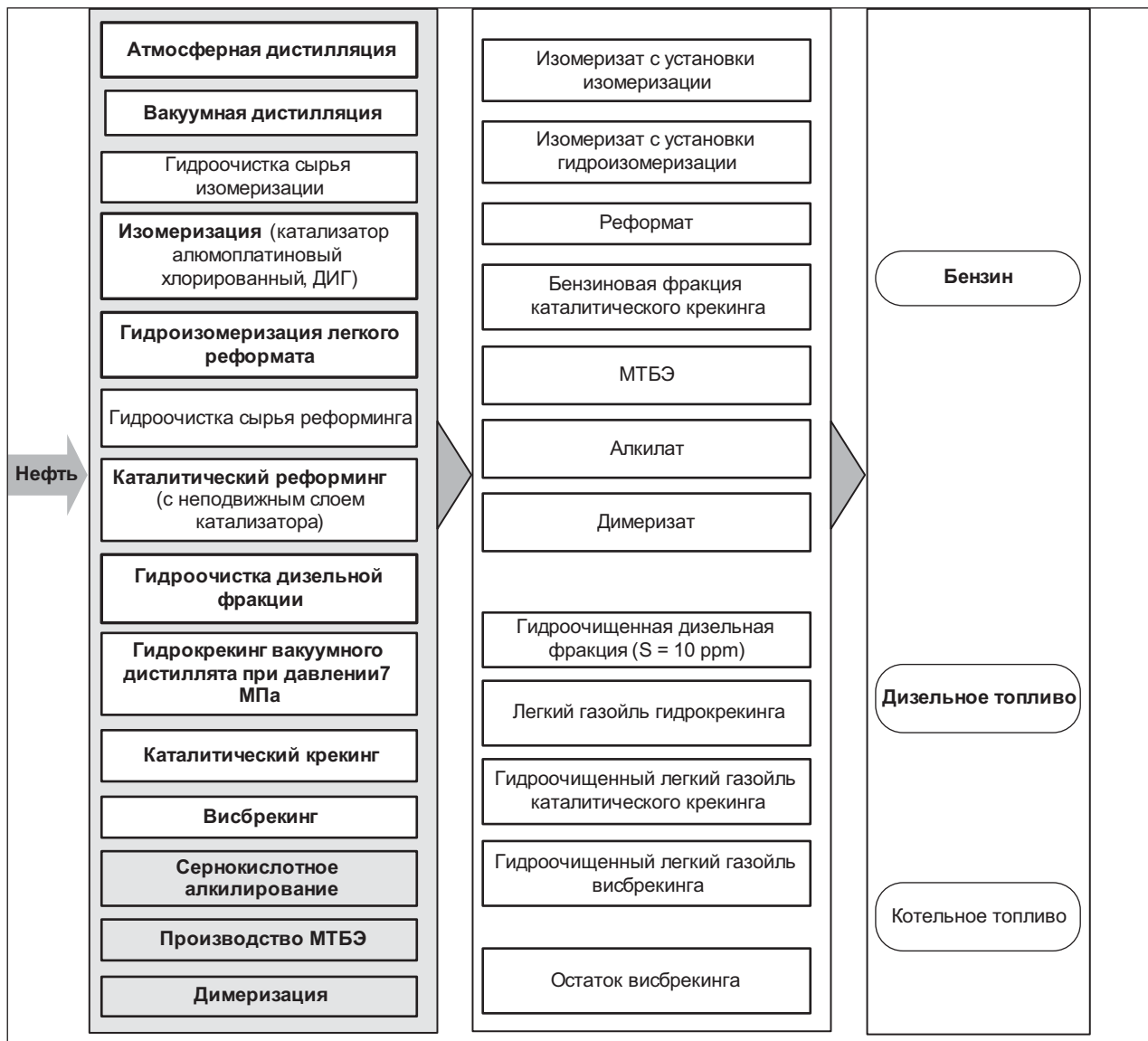


Рис. 8. Вариант 8 развития нефтеперерабатывающего предприятия

конструкцией существующих, направленной на повышение качества продукции. Теперь рассмотрим случай, когда поточная схема предприятия остается без изменений (рис. 8), но ухудшается качество сырья, поступающего на переработку. НПЗ переходит к переработке западносибирской сернистой нефти [8], некоторые характеристики которой приведены ниже:

плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	861,3
содержание серы, % мас.	1,5
содержание фракции н.к.–350°C	48,2
октановое число фракции н.к.–180°C	
по ИМ	58

по ММ	57
содержание серы, % мас., во фракции н.к.–180°C	0,06
180–350°C	0,81
цетановое число фракции 180–350°C	49

Очевидно, переработка такого сырья при поддержании качества продукции на прежнем уровне потребует модернизации предприятия, связанной, в первую очередь, с увеличением производительности деструктивных процессов, установок производства водорода, серы (или серной кислоты), реконструкцией установок гидроочистки и гидрокрекинга и т. д. Вполне



Сопоставление этапов модернизации нефтеперерабатывающего предприятия

Вариант модернизации	Глубина переработки нефти, %	Рейтинг сложности	Показатель технологического уровня $K_{НПЗ}$	Относительное увеличение $K_{НПЗ}$ при модернизации	Итоговые коэффициенты для топлив	
					$K_{бенз}$	$K_{дт}$
1	55,61	1,00	1,000	0,000	1,000	1,000
2	55,61	2,97	1,004	0,004	1,017	0,993
3	55,61	3,72	1,015	0,011	1,041	0,993
4	44,39	3,72	1,065	0,049	1,045	1,081
5	55,61	4,53	1,321	0,241	1,139	1,475
6	76,68	6,19	1,554	0,176	1,437	1,653
7	86,64	8,98	1,856	0,194	1,614	2,060
8	86,64	9,07	1,879	0,012	1,664	2,060
9	83,07	9,07	2,013	0,072	1,835	2,144

понятно, что описанные мероприятия связаны со значительными капитальными и эксплуатационными затратами. Принцип вычисления  $K_{НПЗ}$  таков, что показатель технологического уровня косвенно отражает затраты, связанные с переходом на переработку низкокачественного сырья — из таблицы видно, что он увеличивается с 1,879 до 2,013. Рейтинг сложности при этом, очевидно, остается неизменным, а глубина переработки несколько уменьшается. Таким образом, учет качества сырья при расчете  $K_{НПЗ}$  обеспечивает корректное сравнение предприятий с одинаковой структурой технологических мощностей, но перерабатывающих разное сырье. В определенной

степени мерой эффективности модернизации предприятия является относительное увеличение технологического уровня, вычисляемое по формуле:

$$\Delta K_{НПЗ} = (K_{НПЗ}^2 - K_{НПЗ}^1) / K_{НПЗ}^1,$$

где  $K_{НПЗ}^1$ ,  $K_{НПЗ}^2$  — показатель технологического уровня соответственно до и после модернизации.

На рис. 9 представлены выход моторных топлив, октановое число (ИМ) товарного бензина, содержание в нем ароматических углеводородов и показатель технологического уровня для всех этапов развития предприятия. Видно, что  $K_{НПЗ}$

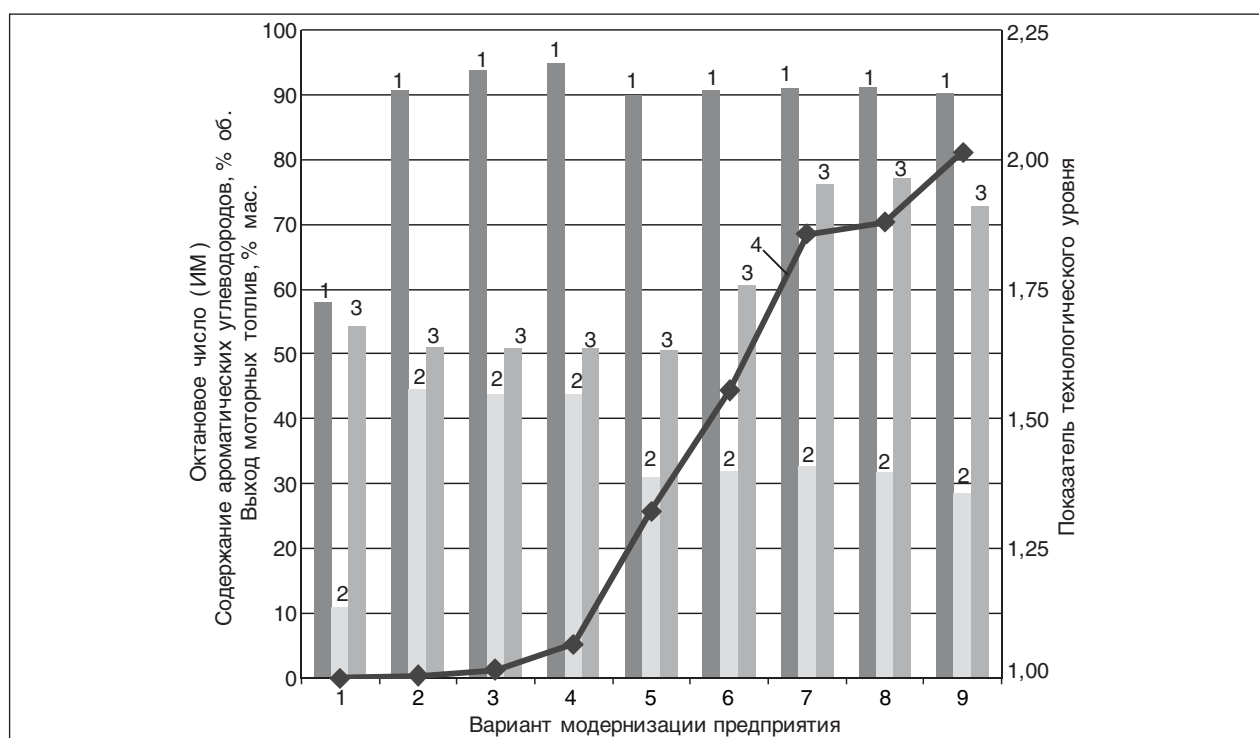


Рис. 9. Изменение показателя технологического уровня при модернизации нефтеперерабатывающего предприятия:

1 — октановое число (ИМ); 2 — содержание ароматических углеводородов, % об.,  
3 — выход моторных топлив, % мас. на нефть; 4 —  $K_{НПЗ}$

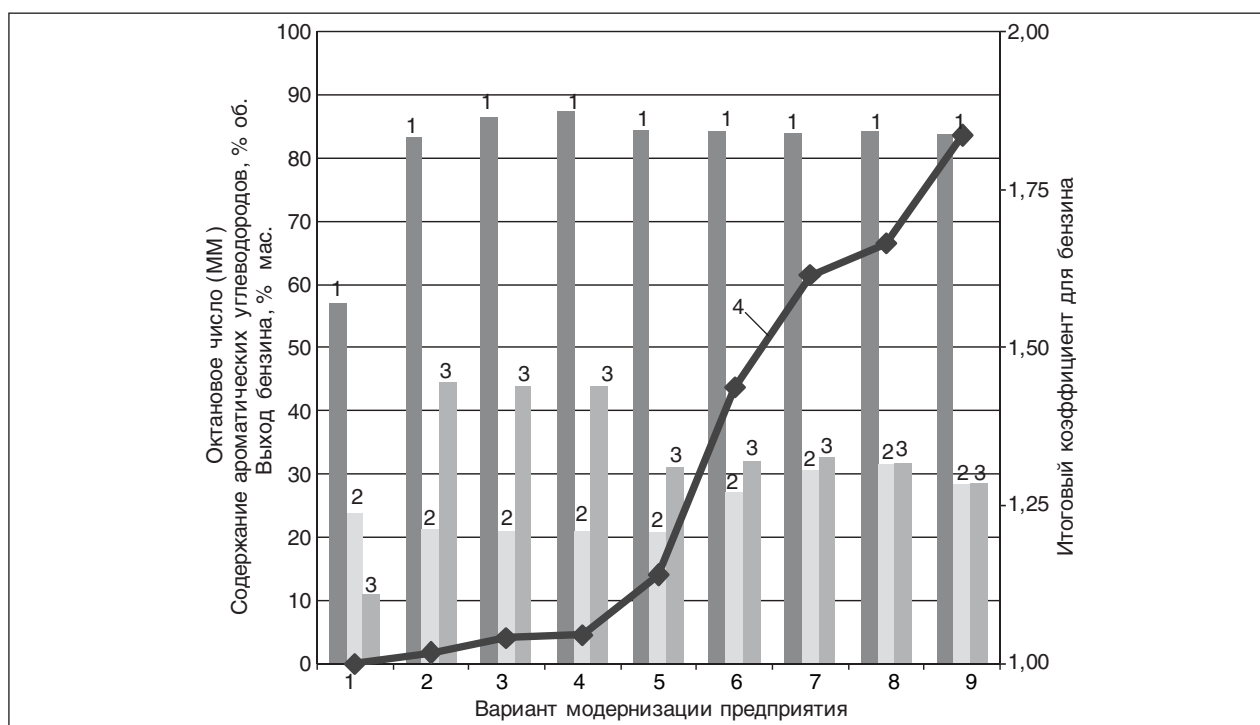


Рис. 10. Изменение итогового коэффициента для бензина при модернизации нефтеперерабатывающего предприятия:

1 — октановое число (ММ); 2 — выход товарного бензина, % мас. на нефть;  
3 — содержание ароматических углеводородов, % об.; 4 —  $K_{бенз}$

увеличивается с улучшением качества и повышением суммарного выхода топлив.

Как уже было отмечено, сравнение вариантов модернизации производства бензина целесообразно осуществлять не по показателю технологического уровня, а по итоговому коэффициенту для бензина (3). Последний позволяет не только выявить наиболее эффективный вариант модернизации, обеспечивающий максимальные выход и качество товарного бензина, но и отражает значимость всех процессов получения компонентов товарного бензина по отношению к случаю, когда в составе бензинового фонда имеется лишь прямогонная фракция. На рис. 10 представлены выход товарного бензина, его октановое число (ММ), содержание в нем ароматических углеводородов и итоговый коэффициент для бензина, вычисленные для разных стадий развития предприятия.

Все рассмотренные поточные схемы нефтеперерабатывающих предприятий отражают постепенную модернизацию, направленную на улучшение качества и/или выхода моторных топлив. В одних случаях модернизация приводила к значительному относительному увеличению показателя технологического уровня, например, переход от варианта 4 к варианту 5, заключающийся в снижении содержания серы

в дизельном топливе и сооружении установки гидроизомеризации. В других случаях (переход от варианта 3 к варианту 4, от варианта 8 к варианту 9) показатель технологического уровня увеличивался при реконструкции существующих технологических установок без сооружения новых. Модернизацию нефтеперерабатывающей установки (рис. 1) с сооружением лишь установок неглубокой гидроочистки дизельной фракции и реформинга бензиновой фракции эффективной считать нельзя ввиду высокого содержания серы в товарном дизельном топливе и высокой объемной доли ароматических углеводородов в бензине. Проанализируем еще один пример недостаточно эффективной модернизации нефтеперерабатывающего предприятия.

**Вариант 10.** В качестве базового варианта рассмотрим поточную схему, представленную на рис. 5 (вариант 5). Цель модернизации этого нефтеперерабатывающего предприятия — углубление переработки нефти. Для этого в эксплуатацию были введены установки каталитического крекинга вакуумного дистиллята и замедленного коксования гудрона. Сырье каталитического крекинга гидроочистке не подвергается. Дистиллятные фракции крекинга и коксования без облагораживания направляются в блок компаундирования товарных топлив (рис. 11).

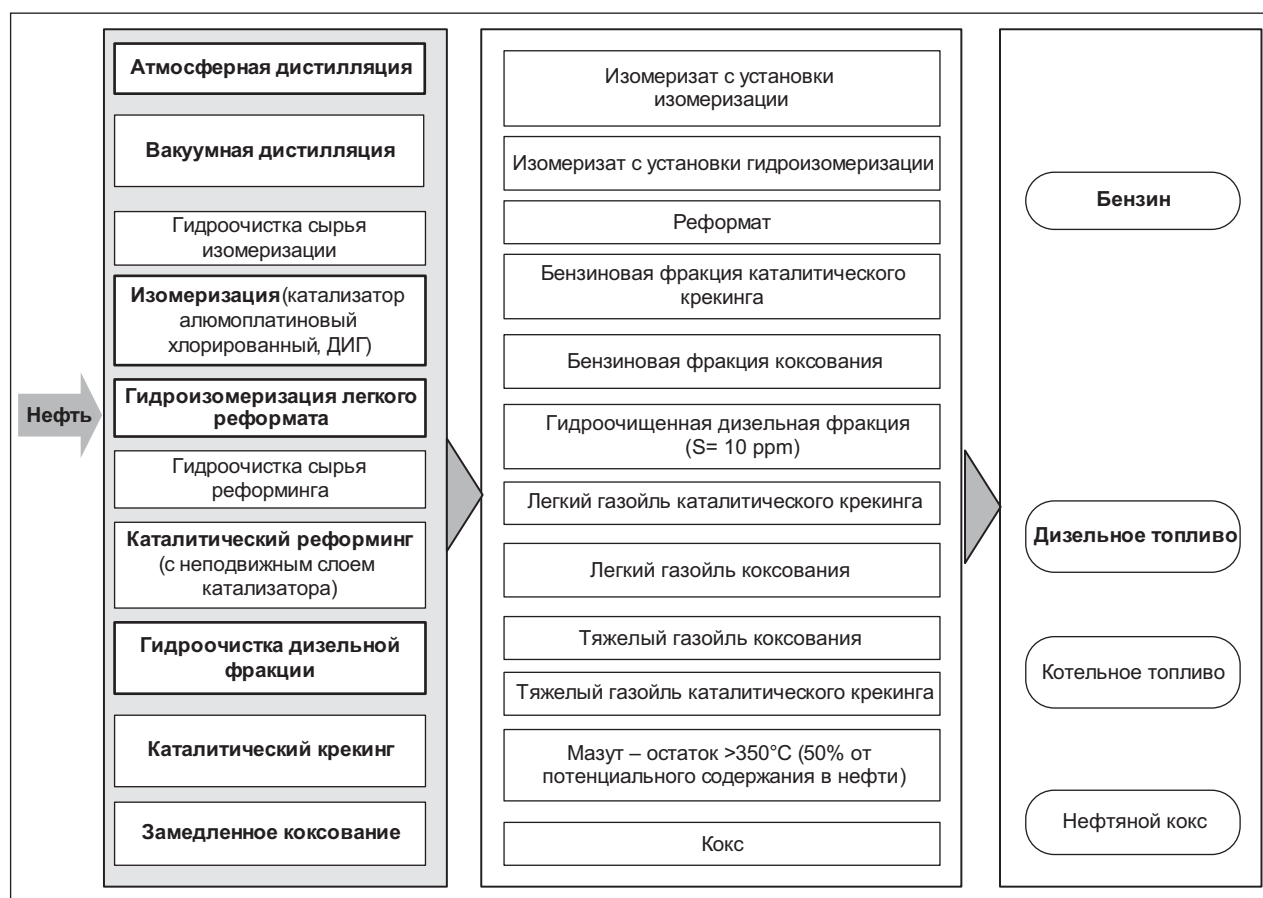


Рис. 11. Вариант модернизации нефтеперерабатывающего предприятия с углублением переработки нефти

В результате сооружения двух относительно капиталоемких установок рейтинг сложности предприятия увеличился с 4,53 до 6,28. Глубина переработки нефти также увеличилась с 55,61 до 76,68.

Однако расчет показателя технологического уровня (рис. 12) показал, что такой вариант модернизации предприятия менее эффективен, чем переход к варианту 6, изображенному на рис. 6. Так,  $K_{\text{нпз}}$  варианта 6 составляет 1,554, а варианта 10 — 1,525. Это обусловлено низким качеством продуктов коксования и каталитического крекинга, т. е. высоким содержанием в них серы, низкими октановым числом компонента бензина и цетановым числом дизельной фракции, высоким содержанием в последней полициклических ароматических углеводородов (ПЦА). В этой связи на предприятии 10 получают продукцию худшего качества, чем на предприятиях 5 и 6. Поэтому, несмотря на значительное увеличение глубины переработки нефти и рейтинга сложности при переходе к варианту 10, модернизацию предприятия 5 эффективнее осуществлять по схеме рис. 6, т. е. дистилляты деструктивного

происхождения направлять на гидроочистку, а бензиновую фракцию коксования — дополнить на реформинг.

Обобщая вышеизложенное, следует отметить преимущества показателя технологического уровня как критерия эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий. Во-первых, при сопоставлении предприятий исключается вероятность ошибочной оценки в результате использования лишь данных о рейтинге сложности и глубине переработки нефти. Так, из сравнения этапов развития нефтеперерабатывающего предприятия (варианты 1–9) видно, что вариант 2 — пример недостаточно эффективной модернизации предприятия 1. В этом случае показатель технологического уровня почти не изменяется, так как предприятие 2 выпускает продукцию, не соответствующую требованиям законодательства. Однако рейтинг сложности, несмотря на неэффективность такой модернизации, значительно увеличивается. Очевидно, наиболее капиталоемкий вариант модернизации, предполагающий сооружение нескольких

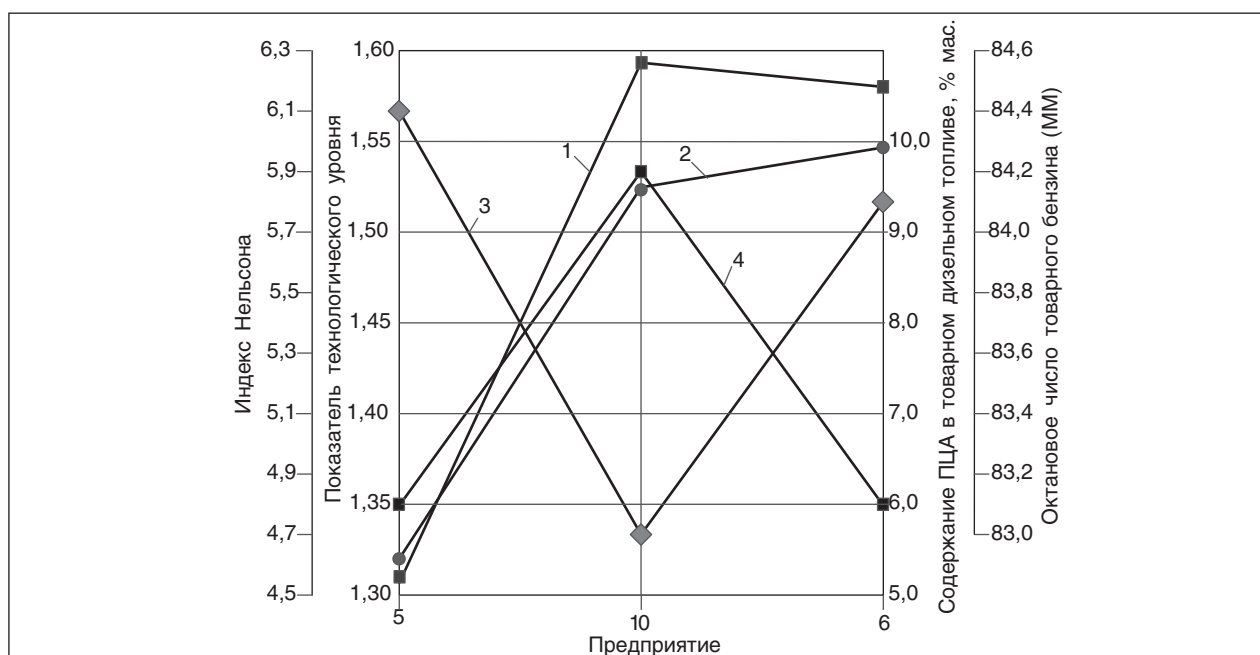


Рис. 12. Сравнительный анализ вариантов модернизации предприятия 5:  
 1 — индекс Нельсона; 2 — показатель технологического уровня; 3 — октановое число бензина (ММ);  
 4 — содержание ПЦА в дизельном топливе

технологических установок, не всегда является наиболее эффективным (см. варианты 10 и 6 модернизации предприятия 5). Об этом свидетельствуют относительно низкий  $K_{НПЗ}$ , но высокий рейтинг сложности предприятия 10.

Во-вторых, показатель технологического уровня обеспечивает корректное сравнение предприятий с одинаковым набором технологических установок, но выпускающих продукцию разного качества вследствие различий в используемых катализаторах, технологическом режиме, вариантах осуществления процессов. В частности, при переходе от варианта 3 к варианту 4  $K_{НПЗ}$  повышается в результате модернизации существующих технологических мощностей и перехода к выпуску более качественной продукции. Рейтинг сложности при этом не меняется.

В-третьих, при ухудшении качества поступающего на переработку сырья (вариант 9) показатель технологического уровня, в отличие от глубины переработки и рейтинга сложности, увеличивается, что косвенно отражает затраты на модернизацию, необходимую для перехода к переработке такого сырья. Можно сделать вывод, что  $K_{НПЗ}$  объективно отражает высокие эксплуатационные затраты на предприятиях, перерабатывающие высокосернистые нефти с небольшим содержанием светлых фракций.

Таким образом, показатель технологического уровня, наряду с существующими показателями эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий, можно использовать для сравнительного анализа существующих предприятий и вариантов их модернизации.

### Литература

1. Туманян Б. П. Об оценке эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий // Химия и технология топлив и масел. — 2009. — № 3. — С. 4–6.
2. Колесников И. М. К вопросу определения эффективности переработки нефти // Промышленный сервис. — 2011. — № 3. — С. 38–40.
3. Каминский Э. Ф., Хавкин В. А. Глубокая переработка нефти: технологический и экологический аспекты. — М.: Техника, 2001. — 384 с.
4. Сомов В. Е., Садчиков И. А., Шершун В. Г. и др. Стратегические приоритеты российских нефтеперерабатывающих предприятий. — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2002. — 292 с.
5. Johnson D. Complexity Index Indicates Refinery Capability, Value // Oil & Gas Journal. — 1996. — V. 18. — P. 74–80.
6. Брагинский О. Б. Сколько стоит НПЗ? // Нефть и бизнес. — 1997. — № 3. — С. 27–30.

7. Туманян Б. П., Петрухина Н. Н. Новый подход к оценке эффективности переработки нефтяного сырья // Теоретические и прикладные проблемы сервиса. — 2011. — № 1. — С. 15–25.
8. Нефти и газовые конденсаты России: Справочник. / Под. ред. К. А. Демиденко. — М.: Техника. — Т. 2. — 2002. — 160 с.
9. Туманян Б. П. К вопросу о классификации нефтеперерабатывающих предприятий // Теоретические и прикладные проблемы сервиса. — 2011. — № 2. — С. 4–8.

### References

1. Tumanyan B. P. Ob otsenke effektivnosti funktsionirovaniya neftepererabatyvayushchikh predpriyatij // Khimiya i tekhnologiya topliv i masel. — 2009. — № 3. — P. 4–6.
2. Kolesnikov I. M. K voprosu opredeleniya effektivnosti pererabotki nefti // Promyshlennyi servis. — 2011. — № 3. — P. 38–40.
3. Kaminskiy E. F., Khavkin V. A. Glubokaya pererabotka nefti: tekhnologicheskiy i ekologicheskiy aspekty. — М.: Tekhnika, 2001. — 384 p.
4. Somov V. Ye., Sadchikov I. A., Shershun V. G. et al. Strategicheskiye priorityety rossiyskikh neftepererabatyvayushchikh predpriyatij. — М.: TSNIITeneftekhimiya, 2002. — 292 p.
5. Johnson D. Complexity Index Indicates Refinery Capability, Value // Oil & Gas Journal. — 1996. — V. 18. — P. 74–80.
6. Braginskiy O. B. Skolko stoit NPZ? // Neft i biznes. — 1997. — № 3. — P. 27–30.
7. Tumanyan B. P., Petrukhina N. N. Novyy podkhod k otsenke effektivnosti pererabotki neftyanogo syr'ya // Teoreticheskiye i prikladnyye problemy servisa. — 2011. — № 1. — P. 15–25.
8. Nefti i gazovyye kondensaty Rossii: Spravochnik. / Pod. red. K. A. Demidenko. — М.: Tekhnika. — V. 2. — 2002. — 160 p.
9. Tumanyan B. P. K voprosu o klassifikatsii neftepererabatyvayushchikh predpriyatij // Teoreticheskiye i prikladnyye problemy servisa. — 2011. — № 2. — P. 4–8.

B. P. Tumanyan, N. N. Petrukhina  
Gubkin Russian State University of Oil and Gas

### A Comparative Analysis of Refineries Development Scenario on the Basis of Technological Level

*A sequence of refinery technological level index calculation is presented. The possibility and advisability of comparative analysis of refineries and their modernization scenario on the basis of technological level index is discussed. The index takes into account fuels yield and quality and feedstock quality. The objectivity of the presented method was shown at assessment of variants and stages of refineries modernization.*

**Key words:** refining efficiency, refinery technological level, depth of refining, Nelson index, modernization, feedstock quality.

**Вниманию специалистов!**

### ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ: ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Под ред. проф. Н. Г. Дигурова и проф. Б. П. Туманяна

В учебном пособии рассмотрены основные теоретические и технологические аспекты переработки нефти. Отражены базовые аспекты теории нефтяных дисперсных систем. Особое внимание обращено на прикладную кинетику и моделирование химических реакторов, а также на анализ и синтез химико-технологических систем. Приведены примеры расчетов технологического оборудования.

Учебное пособие ориентировано на студентов, магистрантов и аспирантов, обучающихся в направлении технологии переработки нефти и газа. Может быть полезно широкому кругу инженерно-технических и научных работников, специализирующихся в области нефтепереработки и нефтехимии.

**М.: Издательство «Техника», 2012. — 496 с.**